

УДК 622.276.3

## АДАПТАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И УПРАВЛЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Котенёв М.Ю.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа  
e-mail: kotmaxim@mail.ru*

**Аннотация.** *Рассмотрены вопросы повышения эффективности технологий нефтеизвлечения в карбонатных пластах управляемым воздействием. Выделены основные типы наиболее широко распространённых категорий трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Представлены результаты теоретических расчётов, лабораторного анализа, геологического и гидродинамического моделирования. Показана необходимость и выполнено обоснование селективного и адаптированного подхода к применению базовых агентов наряду с технологиями регулирования воздействия в условиях сложного геологического строения и низкой продуктивности карбонатных пластов.*

**Ключевые слова:** *карбонатный коллектор, остаточные запасы, нефтенасыщенность, вязкость нефти, коэффициент вытеснения, термокапиллярная пропитка, проницаемость, трещиноватый пласт*

Как показывает опыт применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН), основным фактором, определяющим эффективность проводимых работ, является правильный выбор конкретной технологии для определенных геолого-физических условий пласта и стадии разработки. Особенно актуальна проблема эффективного применения технологий в условиях сложного геологического строения и низкой продуктивности карбонатных залежей.

Эффективность мероприятий планировалась по залежам нефти в карбонатных коллекторах месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Выбор участков под воздействие проводился на основе комплексных геолого-промысловых исследований. Задачи решались путем построения геологической и технологической моделей, их сопоставления и анализа. На первом этапе строились геологические карты и проводился анализ геологического строения и распределение наиболее важных для МУН физических параметров пласта, таких как начальная нефтенасыщенная толщина, расчлененность, проницаемость и послойная проницаемостная неоднородность. На втором этапе правильность выбора участков воздействия сверялась анализом текущих параметров разработки, наиболее объективно отражающих, в конечном счете, как геологические особенности, так и особенности системы воздействия и разработки. Выделялись участки с проявлением признаков хорошей гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, обусловленными проявлением повышенной трещиноватости. Косвенными методами определялись возможные направления трещи-

новатости коллектора и основные гидродинамические потоки на участках залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления. На третьем этапе правильность выбора опытных участков подтверждалась результатами ранее проведенных опытно-промышленных работ.

Наиболее полную и интегрированную информацию по объекту разработки предоставляет детальная адресная трёхмерная геологическая модель с подробным распределением геологических параметров по объёму залежи. Критерии применения методов увеличения нефтеотдачи варьируют в зависимости от физических свойств залежи, типа и неоднородности коллектора, фильтрационно-ёмкостных свойств породы, физико-химических свойств пластовых флюидов. На каждом этапе изучения нефтяного месторождения геолого-геофизическая информация должна быть проанализирована с точки зрения стратегии разработки, определяющей выбор технологий нефтеизвлечения. Моделирование технологий нефтеизвлечения, направленных на повышение нефтеотдачи пластов и интенсификацию добычи нефти осуществляется несколькими методами. Физическое моделирование предусматривает проведение лабораторных экспериментов на керне или насыпных моделях с использованием пластовых флюидов и составов для вытеснения нефти. Математическое моделирование позволяет с помощью методов механики многофазных сред, уравнений фильтрации жидкостей и газов в пористых средах оценить перспективы применения технологий нефтеизвлечения. Геологостатистическое моделирование основывается на эмпирических данных и при прогнозировании эффективности технологий позволяет получать наиболее адекватные и точные оценки. Рассмотренные методы моделирования дополняют друг друга и специфическим образом отражают геологическое строение месторождений в интегрированном виде, способствуют получению наиболее достоверных результатов прогнозирования технологий.

Для эффективной и рациональной разработки залежей необходимо качественное изучение геологического строения месторождений, создание и использование технологий, позволяющих повысить коэффициент извлечения углеводородов. На данный момент детальная трёхмерная геологическая модель является наиболее адекватным представлением о строении геологической среды, так как она наиболее полно описывает распределение литологии, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности по объёму залежи, что приводит к повышению достоверности подсчёта геологических запасов месторождений.

На геолого-разведочном этапе изучения нефтяного месторождения объём и качество геолого-геофизической информации имеют важное значение не только для создания геологической модели, подсчёта запасов и оценки перспектив месторождения, но также эта информация должна быть проанализирована с точки зрения стратегии разработки, определяющей выбор технологий нефтеизвлечения (методов увеличения нефтеотдачи, технологий интенсификации добычи

нефти). С самого начала эксплуатации объекта необходимо получить полную геологическую информацию по месторождению, выявить все его особенности. Затем нужно сформировать банк технологий повышения нефтеизвлечения и проанализировать их в зависимости от геологических условий, выработанности запасов и других параметров. Данная база может использоваться затем и на других объектах.

Можно заметить, что на практике в большинстве случаев технологии интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи залежей нефти начинают применяться на этапе, когда уже произошло падение дебитов нефти и наметился резкий рост обводнённости продукции скважин. Как правило, в проектно-технологической документации уже заложены стратегические направления применения методов увеличения нефтеотдачи, общие указания. Однако, необходимо разработать тактические приёмы и определить оптимальное время их применения, позволяющие избежать резких скачков в динамике основных показателей разработки. Для этого необходимо на этапе гидродинамического моделирования локализовать по временным интервалам зоны, где намечается снижение эффективности вытеснения нефти. Соответственно, при оперативном регулировании разработки месторождения, имея всю геологическую информацию по месторождению и уровню выработки запасов, проанализировав базу технологий, можно выбрать метод увеличения нефтеотдачи, наиболее полно соответствующий определённым условиям. Данный подход позволит предотвратить негативные явления на объекте разработки нефтяного месторождения и повысить степень нефтеизвлечения.

В пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Башкортостан и западная часть Татарстана) выделены три типа наиболее широко распространённых категорий трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти (I – в пластовых залежах нефти, II – в массивных залежах, III – залежах, содержащих высоковязкую нефть). Для каждой группы запасов выполнено обоснование наиболее эффективных технологий регулирования базовым агентом воздействия [1].

Первая группа – пластовые залежи нефти турнейского яруса Ново-Елховского месторождения.

На основе анализа сопоставления карт посчитанных остаточных запасов с геолого-промысловыми картами (рис. 1) выделены следующие типы остаточных запасов нефти в карбонатных коллекторах.

1. Запасы нефти промытых зон, представленных двумя подтипами:

1) Относительно однородные зоны пласта, в полной мере охваченные воздействием по площади и разрезу. Значительные запасы этих зон выработаны.

2) Запасы в зонах высокой послынной неоднородности. Запасы сконцентрированы преимущественно в сводовых частях структур, характеризующихся повышенными нефтенасыщенными толщинами (в основном в чисто нефтяных зонах), высокой расчлененностью и вертикальной изменчивостью по проницаемости.

Запасы в этих зонах сосредоточены в слабопроницаемых интервалах пласта, не охваченных в полной мере дренированием ввиду поступления закачиваемой воды в высокопроницаемые интервалы пласта.

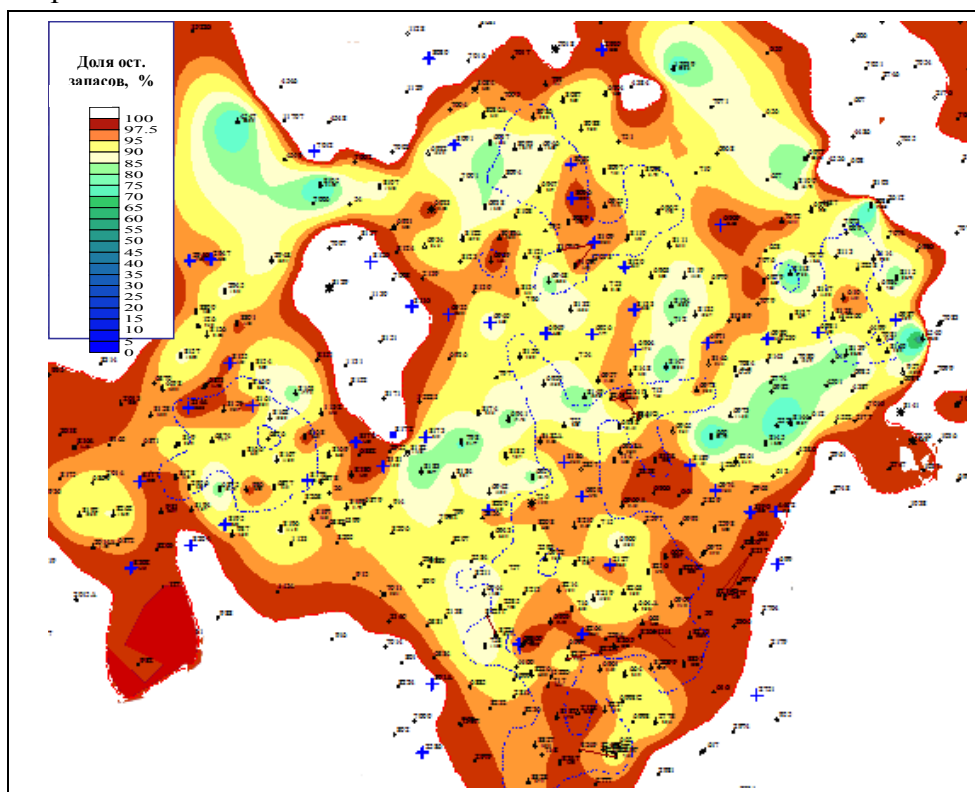
2. Запасы водонефтяных зон. Зоны характеризуются повышенной слоистой неоднородностью. Запасы водонефтяных зон не вовлечены в полной мере в разработку из-за недостаточной степени вскрытия пласта. Основным источником обводнения скважин в пределах водонефтяных зон являются подошвенные воды.

3. Запасы нефти низкопроницаемых коллекторов.

Освоение запасов третьего типа осложняется близостью подошвенных вод к нижней границе интервала перфорации и отсутствием эффективной системы заводнения.

4. Запасы нефти приконтурных зон.

Основная часть запасов не вовлечена в разработку в связи с низкой плотностью сетки скважин (12 - 16 га/скв) и недостаточным площадным охватом воздействием при заводнении.



#### Условные обозначения

- |   |   |                                                                       |
|---|---|-----------------------------------------------------------------------|
| i | ! | - действующие скважины добывающие, нагнетательные                     |
| k | < | - бездействующие скважины - добывающие, нагнетательные                |
| s | W | - скважины сменившие состояние - добывающие, нагнетательные           |
| r | 5 | - добывающие и нагнетательные скважины в консервации                  |
| □ | d | - скважины переданные в ЦШД, ЦДНГ                                     |
| □ | t | - ликвидированные скважины - добывающие, нагнетательные               |
| - | + | - контрольные, пьезометрические скважины - добывающие, нагнетательные |
| □ | t | - прочие скважины                                                     |
| - | - | - внешний контур нефтеносности залежей турнейского яруса              |
| - | - | - внутренний контур нефтеносности залежей турнейского яруса           |

Рис. 1. Карта-схема долей остаточных геологических запасов, залежь №5 1 турнейского яруса

Установлено, что значительная часть остаточных запасов карбонатных отложений турнейского яруса не вовлечена в разработку. Зоны высокой концентрации остаточных запасов, характеризующиеся высокой послойной проницаемостью неоднородностью и повышенной трещиноватостью коллектора, наличием водонефтяных зон, не могут быть вовлечены в активную разработку при существующей системе воздействия. Значительная часть запасов сконцентрирована в низкопроницаемых интервалах, не охваченных воздействием при заводнении за счет низкой степени вскрытия продуктивной части разреза и ухудшенного состояния призабойной зоны пласта.

Перспективы вовлечения остаточных запасов 1 группы связаны с реализацией работ по следующим направлениям: повышение эффективности системы заводнения; повышение продуктивности добывающих скважин и восстановление фильтрационных характеристик ПЗП нагнетательных скважин; мероприятия по увеличению степени вскрытия пласта. Повышение охвата воздействием дренируемой части запасов возможно за счет организации циклического заводнения и мероприятий, направленных на изменение направления фильтрации в карбонатных пластах.

Для увеличения извлечения нефти при заводнении в условиях неоднородных пластов с высокой обводненностью продукции скважин (60 - 90 %) успешно применяются физико-химические методы, в частности, полимерно-дисперсные системы в сочетании с композицией поверхностно-активных веществ. Для пластов, характеризующихся резкой неоднородностью и слабой гидродинамической связью, применяют полимерное заводнение, направленное на выравнивание неоднородности продуктивных пластов и повышение охвата при заводнении, снижение темпов обводнения добываемой нефти. Повышение эффективности системы заводнения в зонах высокой послойной неоднородности может быть достигнуто за счет проведения водоизоляционных работ, направленных на блокирование высокопроницаемых прослоев промытых водой с применением технологий ограничения водопритоков (ОВП). Для доотмыва остаточной нефти в промытых зонах эффективны закачки большеобъемных оторочек поверхностно-активными веществами.

Вовлечение остаточных запасов нефти, сконцентрированных в водонефтяных зонах (запасы 2 группы), требует проведения геолого-технологических мероприятий по следующим направлениям: увеличение доли дренируемых запасов за счет повышения степени вскрытия пласта (дострелы, престрелы) и восстановления фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны пласта; водоизоляционные работы в скважинах, обводняемых подошвенными водами; увеличение охвата воздействием послойно неоднородных пластов при заводнении за счет подключения в работу новых интервалов в нагнетательных скважинах; бурение горизонтальных скважин.

Вовлечение остаточных запасов нефти, сконцентрированных в низкопродуктивных зонах (запасы 3 группы), характеризующихся низкими коллекторскими свойствами пласта, осуществимо за счет комплекса следующих мероприятий: организации эффективной системы поддержания пластового давления, в пределах зон, не охваченных площадным воздействием (перевод скважин под нагнетание за счет возвратного фонда); бурение горизонтальных скважин; проведение вторичного вскрытия пласта (перестрелы); повышение продуктивности скважин за счет применения комплексных соляно-кислотных обработок, кислотного гидроразрыва пласта; восстановление фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны скважин (физические методы, основанные на воздействии упругими волнами (акустическое, волновое воздействия), применяемые в комплексе с кислотными составами и растворителями).

Остаточные запасы приконтурных зон залежей (4 группа остаточных запасов) могут быть вовлечены в активную разработку за счет: уплотнения сетки скважин, за счет возвратного фонда с нижележащего объекта разработки; создания очагов заводнения, путем перевода обводнившихся скважин под нагнетание, что позволит повысить площадной охват воздействия при заводнении; бурения горизонтальных скважин и боковых стволов, многоствольного бурения; мероприятий по интенсификации добычи нефти с применением кислотных составов избирательного действия.

Для повышения эффективности воздействия на призабойную зону карбонатного пласта за счет более качественной изоляции обводнившихся порово-трещинных транспортных каналов и увеличения глубины проникновения кислоты в пласт предложен способ обработки [2].

Повышение эффективности обработки трещиновато-пористых карбонатных и карбонатсодержащих пластов и расширение температурных границ применения способа достигаются за счет более качественной изоляции обводнившихся порово-трещинных транспортных каналов, увеличения глубины проникновения кислоты в пласт и охвата призабойной зоны пласта воздействием. Используется двухстадийная обработка пласта для водоизоляции водопроводящих каналов на первой стадии и увеличения проницаемости участков, не охваченных фильтрацией, на второй стадии, композицией на основе поверхностно-активного раствора силиката натрия – отхода производства синтетического цеолита и кислоты, добавлением метанола при приготовлении кислотного раствора и жидкости для продавки на второй стадии и поверхностно-активного вещества на обеих стадиях.

Поставленная цель достигается тем, что в способе обработки карбонатных и карбонатсодержащих пластов, включающем двухстадийную закачку в пласт через скважину гелеобразующего кислотного раствора, продавку его в пласт водой и остановку на время гелеобразования, с использованием гелеобразующего раствора в виде кислотного раствора силиката. В качестве гелеобразователя использу-

ют жидкий отход производства синтетического цеолита NaX, и/или NaA и NaA-У с дополнительной добавкой лигносульфоната и на первой стадии закачивают указанный гелеобразующий раствор на основе силиката и кислоты. На второй стадии закачивают тот же раствор при другом соотношении компонентов % масс.

Для сокращения времени подготовительных работ и достижения большей однородности смешивание раствора осуществляют на устье через волновой смеситель.

Насосно-компрессорные трубы оборудуют гидравлическим волновым генератором и закачку всех растворов в пласт ведут через него.

II группа – месторождения (13 нефтяных и 6 нефтегазовых), приуроченные к рифовым образованиям Предуральского краевого прогиба (сакмаро-артинский горизонт). Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) варьирует от 1,2 % до 36,4 %. Средний коэффициент использования запасов (КИЗ) составляет 75 % и изменяется от 4 % до 99,5 %. Основные остаточные запасы нефти сосредоточены в периферийных зонах и в нижней толще карбонатной породы центральных зон (рис. 2).

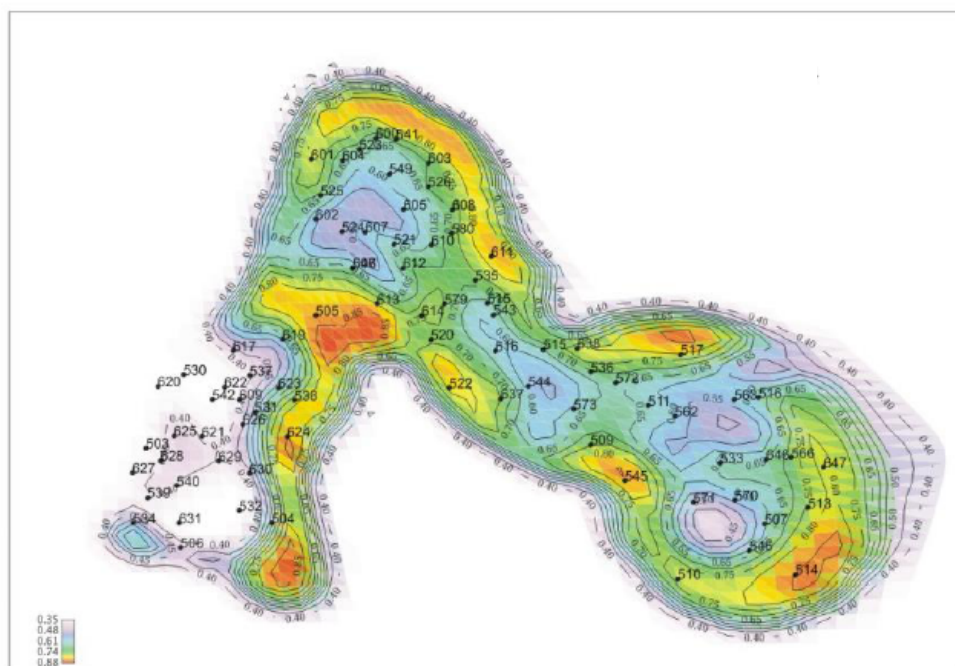


Рис. 2. Карта текущей нефтенасыщенности (Тереклинское месторождение)

Специфика геолого-физических и морфологических свойств указанных объектов (замкнутый характер природного резервуара, большие объемы на ограниченной площади, региональный флюидоупор) и наличие вблизи месторождений развитой газотранспортной системы позволяют реализовать на них совмещенную технологию создания подземных хранилищ газа (ПХГ) с одновременной выработкой части остаточных запасов нефти.

В настоящее время для реализации технологии наиболее подготовленным является Тереклинское нефтяное месторождение. Дополнительная добыча нефти может составить 0,7 - 0,8 млн.т., что соответствует приросту нефтеотдачи в 8,0 - 10,0 %. Активный объем ПХГ оценивается в 430 млн. м<sup>3</sup> газа [3].

Основным фактором, снижающим эффективность данной технологии являются прорывы закачиваемого газа к забоям добывающих скважин, что существенно снижает эффективность вытеснения нефти газом. В результате анализа опыта закачки газа на подобных объектах рекомендуются следующие технологии регулирования газового воздействия, обеспечивающие снижение вероятности преждевременных прорывов газа. А именно: перфорация добывающих скважин на 25 - 30 м от кровли зоны окисленной нефти (ЗОН), а газонагнетательных на 30 - 40 м от кровли рифа; предлагается бурение новых добывающих скважин с горизонтальным окончанием. Предусматривается перенос фронта нагнетания из центральных зон в периферийные. Для снижения прорывов газа в добывающие скважины и повышения охвата пласта газовым воздействием рекомендуется использование гелеобразующих составов.

Наиболее часто газовое воздействие комплексировается с закачкой пенных систем. Для регулирования газового воздействия предлагается альтернативный метод – эмульсионное воздействие на пласт. Исследованы фильтрационные и реологические характеристики обратной эмульсии на основе маловязкой малосмолистой нефти, изучено влияние направления закачивания эмульсии, нефтенасыщенности и проницаемости пористых сред на результаты фильтрации. Гидрофобные обратные эмульсии могут быть использованы для выравнивания фронта вытеснения нефти водой в трещиноватых коллекторах (закачка в нагнетательные скважины) и для селективной газо- и водоизоляции в добывающих скважинах. В последнем случае рекомендуется использовать эмульсионные составы с низким содержанием нефтяной фазы. Разработана математическая модель эмульсионного воздействия на пласт и установлены оптимальные параметры технологических характеристик процесса [4].

III группа - залежи высоковязких нефтей турнейского и фаменского ярусов Башкортостана.

На территории Республики Башкортостан из 332 залежей высоковязкой нефти на 96 месторождениях 157 относятся к карбонатным пластам, большая часть которых являются залежами турнейского и фаменского ярусов. Суммарные текущие геологические запасы нефти по карбонатным объектам составляют 720 млн. т.

Основная часть запасов нефти в коллекторах трещиновато - пористого типа часто содержится в поровых блоках. Поэтому применение теплоносителей при разработке таких месторождений вызывает необходимость в исследовании механизма извлечения нефти из поровых блоков при высоких температурах.

Изучению эффективности термических методов увеличения нефтеотдачи



посвящены работы большого количества исследователей [5, 6]. Наиболее интересны как с научной, так и с практической точек зрения работы по испытанию комбинированных технологий воздействия на залежи высоковязких нефтей (ИДТВ, ЦВДПВ, термополимерное воздействие) Волго-Уральской НГП, выполненные под руководством Кудинова В.И. на Гремихинском месторождении.

Приведены исследования по оптимизации и регулированию процесса термокапиллярной противоточной пропитки на залежах фаменского и турнейского ярусов Башкортостана. Экспериментальные исследования выполнены на коллекциях естественных карбонатных образцов керна нефтяных месторождений Башкортостана (табл. 1).

Были проведены экспериментальные исследования термокапиллярной пропитки, когда последовательно задавались четыре значения температуры (20 °С, 50 °С, 70 °С и 90 °С), при которых фиксировалась динамика вытеснения нефти. Обобщенные результаты этой серии эксперимента приведены на рис. 3 и в табл. 2 в координатах «коэффициент вытеснения - время процесса».

Таблица 1. Коллекторские характеристики блоков трещиновато-пористого пласта

Проницаемость блока, мД	Макс	1776
	Мин	1,3
	Среднее значение	470,3
Пористость, %	Макс	21,57
	Мин	4,96
	Среднее значение	16,21
Начальная нефтенасыщенность, %	Макс	92,18
	Мин	10,13
	Среднее значение	65,37

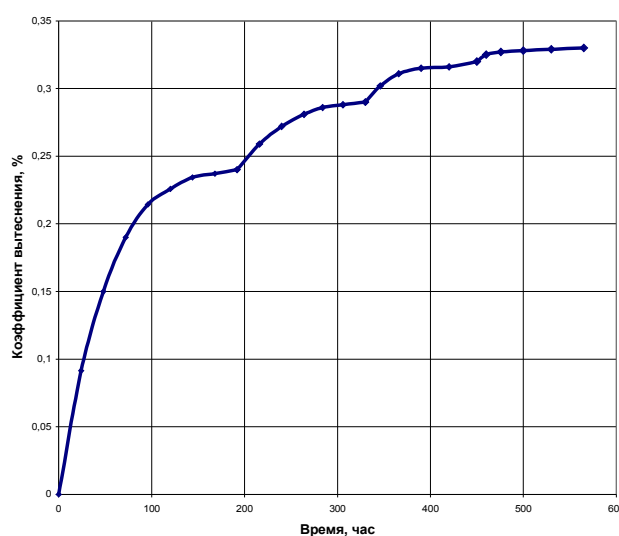


Рис. 3. Изменение коэффициента вытеснения нефти при противоточной капиллярной пропитке во времени при последовательной смене температуры 20 °С, 50 °С, 70 °С, 90 °С

Таблица 2. Зависимость вязкости нефти от температуры

	Температура			
	20 °С	50 °С	70 °С	90 °С
Вязкость нефти, мПа*с	65	40	10	5

Противоточное капиллярное вытеснение высоковязкой нефти является важным фактором вытеснения из поровых блоков трещиновато-пористых карбонатных пластов. С ростом температуры отмечается интенсификация противоточной термокапиллярной пропитки. По результатам экспериментальных исследований на всех исследуемых образцах керна произошел рост коэффициентов вытеснения. При высоких температурах сохраняются закономерности роста коэффициента противоточного капиллярного вытеснения с увеличением проницаемости породы и снижением вязкости нефти, отмечаемые в экспериментах при обычной температуре. Время резкого замедления капиллярного впитывания, полученное в экспериментах, позволяет провести нормирование характерного времени процесса для реальных поровых блоков пород.

Разработана математическая модель и методы расчета основных показателей парогазоциклического воздействия на скважины в трещиновато-пористом пласте [7]. При расчете парогазоциклического воздействия условие применимости его для трещиновато-пористых пластов с высоковязкой нефтью (тем более с низкопроницаемыми поровыми блоками), служит существенным упрощением. В этом случае правомерно считать, что капиллярная пропитка при пластовой температуре практически не идет и зону капиллярной пропитки можно определять исходя из решения задачи о температурном поле пласта. Расчет парогазоциклического воздействия, на скважины, эксплуатирующие однородный пласт большинством исследователей [8 - 10] производится по следующим трем этапам процесса: нагнетание теплоносителя; выдержка (период между нагнетанием и отбором, необходимый для конденсации пара и завершения процесса перераспределения фаз в прогретой зоне); отбор продукции.

По этим же этапам производится расчет парогазоциклического воздействия на трещиновато-пористый пласт и в данной работе. На этапе нагнетания по динамике парогазонефтяного отношения выбирается эффективная продолжительность этапа. Для расчета длительности второго этапа проводится аналитическое решение задачи об остывании пласта, которое, затем, сравнивается с результатами, полученными при экспериментальном исследовании – термокапиллярной пропитке. В расчете третьего этапа из балансовых соотношений численным интегрированием определяется динамика изменения, размера и температуры прогретой зоны и, на этой основе, потенциального дебита скважины.

Основные этапы расчётов: 1) определение температурного поля пласта на этапе нагнетания теплоносителя, 2) расчет этапа нагнетания теплоносителя, 3) расчет этапа выдержки, 4) расчет продолжительности отбора жидкости на повы-

шенном дебите, расчет изменения температуры прогретой зоны, оценка обводненности продукции в циклах воздействия.

По этой методике проведены расчеты при следующих значениях теплофизических свойств пласта, пара и жидкостей пласта:

$$\begin{array}{ll} \lambda = 2,01 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)} & C_{пл} = 2,223 \text{ МДж/(м}^3\cdot\text{К)} \\ C_{пор} = 2,054 \text{ МДж/(м}^3\cdot\text{К)} & C_{ж} = 3,349 \text{ МДж/(м}^3\cdot\text{К)} \\ T_n = 613 \text{ }^\circ\text{К} & x = 0,8 \\ \lambda'' - \lambda' = 0,6322 \text{ МДж/кг} & \lambda = 2,441 \text{ МДж/к} \end{array}$$

Анализируя зависимость парогазонефтяного отношения от безразмерного времени нагнетания для различных темпов нагнетания видно (рис. 4), что эффективность вытеснения определяется не темпом нагнетания, а интенсивностью капиллярного впитывания. Значительное увеличение темпа нагнетания может привести к снижению тепловой эффективности процесса из-за увеличения времени выдержки, потребного для остывания пласта перед отбором, длительности последующего отбора, и связанного со всем этим увеличения потерь тепла из зоны, охваченной пропиткой.

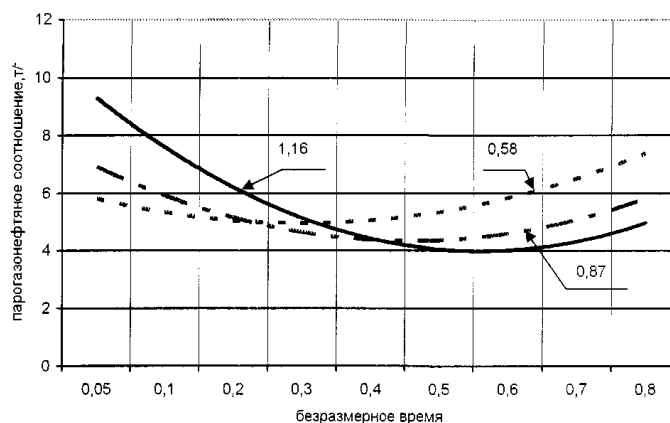


Рис. 4. Зависимость парогазонефтяного соотношения от безразмерного времени нагнетания и темпа нагнетания для пласта толщиной 5 м

Сопоставляя результаты экспериментов, пересчитанные для размеров блоков пород, можно сделать вывод, что для толщин пласта более 10 - 15 м основным критерием выбора продолжительности выдержки должны служить результаты экспериментального исследования термокапиллярной пропитки, при меньших же толщинах необходимо учитывать резкое остывание пласта и связанное с этим быстрое прекращение термокапиллярной пропитки. Учитывая, что длительность капиллярной пропитки для реальных блоков, пересчитанная из результатов экспериментов 40 - 60 суток, а конденсация пара проходит за 4 - 7 суток, продолжительность этапа выдержки выбирается в этом случае 20 сут.

Зависимость парагазонефтяного отношения от безразмерного времени термокапиллярной пропитки имеет экстремальный характер, что позволяет определять эффективную продолжительность этапа нагнетания для заданных характеристик пласта и темпа нагнетания (объема теплоносителя). Эффективность термокапиллярного вытеснения растет с ростом количества тепла, аккумулируемого единицей объема пласта. При охвате большого объема пласта тепловым воздействием тепловая эффективность процесса может снизиться в связи с ростом доли потерь тепла. Наблюдается заметное ухудшение показателей термокапиллярного вытеснения из поровых блоков с уменьшением толщины пласта. Выбор продолжительности этапа выдержки осуществляется путем сопоставления результатов аналитического решения задачи об остывании прогретой зоны пласта с максимально допустимой температурой отбираемой продукции при механизированной добыче. При этом учитываются результаты экспериментального изучения времени окончания (значительного замедления) процесса термокапиллярной пропитки при различных температурах. Для повышения эффективности процесса парагазоциклического воздействия возможно ступенчатое увеличение отбора на основе расчета остывания прогретой зоны пласта при добыче продукции [7].

Выполненный комплекс исследований для различных категорий запасов в карбонатных коллекторах позволяет сделать вывод о том, что повышение эффективности физико-химических, газовых и тепловых технологий увеличения нефтеотдачи может быть достигнуто за счёт их детального экспериментального, теоретического обоснования и адаптации их к конкретным геолого-физическим условиям пластов-коллекторов и физико-химическим свойствам флюидов. Достижение максимального охвата пласта воздействием вытесняющим агентом возможно только на основе комплексирования базового метода увеличения нефтеотдачи и технологий регулирования воздействия.

### Литература

1. Котенёв М.Ю. Обоснование технологий и регулирование воздействия на различные категории трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти в карбонатных коллекторах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2010. № 2. 22 с. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/KotenevMYu/KotenevMYu\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KotenevMYu/KotenevMYu_1.pdf)
2. Патент № 2425209 РФ. МПК E21B43/22. Способы обработки карбонатных и карбонатосодержащих пластов (варианты) / Андреев В.Е., Ганиев Р.Ф., ... Котенёв М.Ю. и др. Опубл.: 27.07.2011.
3. Котенёв М.Ю. Перспективы создания подземных хранилищ газа в процессе доразработки истощённых рифогенных месторождений // Тезисы докладов Всероссийской конференции-конкурса среди студентов выпускного курса, Санкт-Петербург, СПбГИ, 2006. С. 13.
4. Котенёв М.Ю., Андреев В.Е., Федоров К.М., Хлебников В.Н. Исследование и оптимизация эмульсионного воздействия для селективной газо- и водоизоляции в трещиноватых коллекторах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2010. № 2. 21 с.  
URL: [http://www.ogbus.ru/authors/KotenevMYu/KotenevMYu\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KotenevMYu/KotenevMYu_2.pdf)
5. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 343 с.
6. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. М.: Нефть и газ, 1996. 284 с.
7. Котенёв М.Ю., Фёдоров К.М., Блинов С.А. Экспериментальные исследования и математическое моделирование вытеснения нефти из карбонатных коллекторов при термокапиллярной противоточной пропитке // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 1 (83). С. 5 - 13.
8. Симкин Э.М. К расчету конденсации пара и остывания пласта после паротеплового воздействия // Нефтяное хозяйство. 1976. № 2. С. 50 - 52.
9. Boberg T.C., Lantz R.B. Calculation of the production rate of a thermally stimulated well // Journal of Petroleum Technology. 1966. Dec. PP. 1613 - 1623.
10. Davidson L.B., Miller F.G., Muller T.D. A mathematical model of reservoir response during the cyclic injection of steam // Soc. of Petr. Eng. Jour. 1967. June. Issue 2. pp. 174 - 184.

## ADAPTATION OF TECHNOLOGIES AND IMPACT MANAGEMENT ON OIL DEPOSITS IN CARBONATE RESERVOIRS

M.Yu. Kotenev

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

*e-mail: kotmaxim@mail.ru*

**Abstract.** *The author has considered the questions of efficiency of oil recovery technology in carbonate reservoirs by using the managed impact. Identified the main types of the most common types of hard to recover and remaining oil reserves within the Volga-Ural oil and gas province. The results of theoretical calculations, laboratory analysis, geological and hydrodynamic simulation. The author demonstrated the need and carried out substantiation of selective and adaptive approach to the use of the base agents along with technologies management impact under conditions of complex geological structure and low production of carbonate reservoirs.*

**Keywords:** *carbonate reservoir, remaining reserves, oil saturation, oil viscosity, displacement efficiency, thermocapillary treatment, permeability, fractured reservoir*

### References

1. Kotenev M.Yu. Obosnovanie tekhnologii i regulirovanie vozdeistviya na razlichnye kategorii trudnoizvlekaemykh i ostatochnykh zapasov nefti v karbonatnykh kollektorakh (Technologies justification and impact regulation on various categories of hard-to-recover and remaining oil reserves in carbonate reservoirs), *Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business"*, 2010, Issue 2. 22 c.

URL: [http://www.ogbus.ru/authors/KotenevMYu/KotenevMYu\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KotenevMYu/KotenevMYu_1.pdf)

2. Patent of Russian Federation № 2425209. IPC E21B43/22. Treatment method of carbonate and carbonate-containing formations (versions) / Andreev V.E., Ganiev R.F., ... Kotenev M.Yu. et al. Publ.: 27.07.2011.

3. Kotenev M.Yu. Perspektivy sozdaniya podzemnykh khranilishch gaza v protsesse dorazrabotki istoshchennykh rifogennykh mestorozhdenii (Perspectives of underground gas storage creation during redevelopment of depleted reef oil fields), *Tezisy dokladov Vserossiiskoi konferentsii-konkursa sredi studentov vypusknogo kursa (Proceedings of the Russian conference-contest among post-graduates)*, Saint-Petersburg, SPbGTI, 2006. 13 p.

4. Kotenev M.Yu., Andreev V.E., Fedorov K.M., Khlebnikov V.N. Issledovanie i optimizatsiya emul'sionnogo vozdeistviya dlya selektivnoi gazo- i vodoizolyatsii v treshchinovatykh kollektorakh (Investigation and optimization of emulsion treatment for selective gas and water isolation in fractured reservoirs), *Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business"*, 2010, Issue 2. 21 c.

URL: [http://www.ogbus.ru/authors/KotenevMYu/KotenevMYu\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KotenevMYu/KotenevMYu_2.pdf)

5. Baibakov N.K., Garushev A.R. Thermal methods of oil field development. Moscow, Nedra, 1988. 343 p.

6. Kudinov V.I. Sovershenstvovanie teplovykh metodov razrabotki mestorozhdenii vysokovyazkikh neftei (Improvement of thermal methods of field development with high-viscosity oils). Moscow, Neft i gaz, 1996. 284 p.

7. Kotenev M.Yu., Fedorov K.M., Blinov S.A. Eksperimental'nye issledovaniya i matematicheskoe modelirovanie vytesneniya nefi iz karbonatnykh kollektorov pri termokapillyarnoi protivotochnoi propitke (Experimental studies and mathematical modeling of oil displacement from carbonate reservoirs during thermo-capillary anticurrent treatment), *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2011, Issue 1 (83), pp. 5 - 13.

8. Simkin E.M. K raschetu kondensatsii para i ostyvaniya plasta posle paroteplovogo vozdeistviya (Calculation of steam condensation and cooling of the reservoir after steam-heat impact), *Neftyanoe khoziaistvo - Oil Industry*, 1976, Issue 2, pp. 50 - 52.

9. Boberg T.C., Lantz R.B. Calculation of the production rate of a thermally stimulated well, *Journal of Petroleum Technology*, 1966, Dec, pp. 1613 - 1623.

10. Davidson L.B., Miller F.G., Muller T.D. A mathematical model of reservoir response during the cyclic injection of steam, *Soc. of Petr. Eng. Jour*, 1967, June, Issue 2, pp. 174 - 184.